

Identificación de la corriente *inrush* en un transformador utilizando análisis modal

Héctor Esponda Hernández, Manuel A. Andrade Soto,
Ernesto Vázquez Martínez

Universidad Autónoma de Nuevo León, FIME, Programa Doctoral en
Ingeniería Eléctrica
espondahdz@gmail.com

RESUMEN

En este artículo se describe un método para identificar corrientes inrush en transformadores de potencia con la intención de inhibir la operación de la protección diferencial durante condiciones transitorias. El método propuesto utiliza el análisis modal para obtener el eigenvalor dominante, ya que este contiene la mayor actividad de las variables de estado, y a través de su magnitud, se puede caracterizar la forma de onda transitoria. Para validar el funcionamiento del método, fue simulado un sistema eléctrico de potencia trifásico en el software PSCAD considerando diferentes tipos de eventos. El algoritmo fue implementado en el software MATLAB.

PALABRAS CLAVE

Corriente inrush, transformador, eigenvalor, PSCAD, MATLAB.

ABSTRACT

In this paper is described a method to identify inrush currents in power transformers for avoiding differential protection operation during transient conditions. This proposed method uses the modal analysis to obtain the largest eigenvalue because this contains the most variable state activity characterizing the transient waveform. To validate the algorithm performance, was simulated a three phase system in the software PSCAD considering different kinds of events. The algorithm was implemented in MATLAB software.

KEYWORDS

Inrush current, transformer, eigenvalue, PSCAD, MATLAB.

INTRODUCCIÓN

Actualmente los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) crecen rápidamente expandiéndose e interconectándose con otros sistemas, esto conlleva al aumento de la complejidad en la operación y control de los mismos, de allí la gran importancia de contar con sistemas eléctricos que se encuentren protegidos de manera confiable ante cualquier disturbio que se pueda presentar. Un SEP está conformado por diferentes elementos como pueden ser generadores, líneas de transmisión, transformadores, etc. Los cuales cumplen una función determinada e indispensable para poder llevar la energía eléctrica al usuario

final. Sin embargo, se pueden presentar disturbios en algún elemento, el cual si no es removido por el sistema de protección tan rápido como sea posible, puede ocasionar grandes daños no solo al elemento fallado, sino también al resto de elementos que se encuentren conectados al sistema. Uno de los elementos indispensables en el sistema eléctrico es el transformador de potencia, esto es debido a que son máquinas eléctricas que pueden cambiar los niveles de voltaje de un punto a otro con alta eficiencia. Por ello, es de vital importancia contar con dispositivos que protejan al transformador de los disturbios que se puedan presentar en la red, ya que el costo por reemplazar o restablecer el equipo es muy elevado.

La protección diferencial es considerada como el esquema de protección más importante y ampliamente utilizada para identificar fallas internas en el transformador de potencia. Su principio de operación está basado en el cálculo de la suma de todas las corrientes que fluyen hacia dentro y fuera del transformador.¹ Idealmente, en estado estable, la diferencia entre las corrientes que entran y salen de la zona de protección debe ser cero. Sin embargo, el principal problema al que se enfrenta este esquema de protección es el poder distinguir entre corrientes *inrush* y corrientes de falla, ya que las corrientes *inrush* se presentan al energizar el transformador y además tienen ciertas características que la asemejan a una corriente de falla: ser de una gran magnitud y no verse reflejado en el secundario del transformador. Esto da como resultado un desbalance en las corrientes diferenciales de error el cual puede ser interpretado como una falla interna causando una incorrecta operación del esquema de protección diferencial.²

Para solucionar este problema, se han propuesto diferentes métodos que aseguren la confiabilidad del esquema. La mayoría de los métodos están basados principalmente en el alto contenido armónico de las corrientes *inrush*. Es conocido que las corrientes *inrush* tienen un gran contenido armónico (segundo, tercer y quinto armónico) y que esta característica ha sido utilizada para bloquear a la protección diferencial cuando se presenta la corriente *inrush*.^{1,3} Sin embargo, debido al mejoramiento constante y el uso de nuevos materiales en la fabricación de los núcleos de los transformadores, este contenido armónico ha disminuido, pudiendo provocar así, una incorrecta operación de la protección diferencial.³

Otros métodos que han sido propuestos para distinguir entre las corrientes *inrush* y las corrientes de falla utilizan: la forma de onda de la señal, red de dos puertos,⁵ principio de potencia diferencial,⁶ reconocimiento de patrones de la corriente diferencial a través del uso del Análisis de Componente Principal (ACP),⁷ variación del ángulo del vector gradiente,⁸ transformada *wavelet*,⁹ morfología matemática,^{10,11} redes neuronales,¹² y lógica difusa.¹³ Sin embargo, en algunos casos estos métodos han operado de manera incorrecta debido a varios factores, tales como: la variación de los parámetros del transformador, la modificación de la corriente diferencial debido a la saturación de los transformadores de corriente (TC), y cambios en la configuración de la red.

En este artículo, se presenta un algoritmo basado en la magnitud de los eigenvalores para identificar corrientes *inrush* en un transformador de potencia en condiciones transitorias. Los eigenvalores son calculados de una matriz de

covarianza, la cual está construida con las muestras de las corrientes diferenciales de error por fase obtenidas de los secundarios de los transformadores de corriente. Adicionalmente, se utilizó un filtro Delta para remover condiciones de carga. A través de la observación y evaluación del comportamiento de la magnitud del eigenvalor dominante, el algoritmo puede identificar si el evento corresponde a una corriente *inrush* o una falla interna.

Para validar el funcionamiento del algoritmo, éste fue exhaustivamente evaluado en simulaciones hechas en el software PSCAD bajo diferentes condiciones: Energización del transformador, fallas internas y externas, saturación en los transformadores de corriente, cambios en la configuración de la red y sobreexcitación. El algoritmo fue implementado utilizando el software MATLAB y los resultados muestran una correcta identificación de las corrientes *inrush* a través de la aplicación del análisis modal en condiciones transitorias. Esto también muestra, que es factible el uso de este algoritmo como una base para el diseño de una nueva protección diferencial para el transformador.

PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR

La protección de porcentaje diferencial se implementó con el objetivo de disminuir el valor de la corriente de operación en estado estable y de proveer una menor sensibilidad cuando existe saturación en los TC.¹⁴ Este esquema da solución a los efectos producidos por los cambiadores de taps, los errores de transformación y desajustes en los TC, los cuales pueden causar la circulación de una corriente diferencial en el elemento de operación.¹⁵ En la figura 1 se muestra la característica típica de un relevador de porcentaje diferencial. El relevador compara una corriente de operación con una corriente de retención.

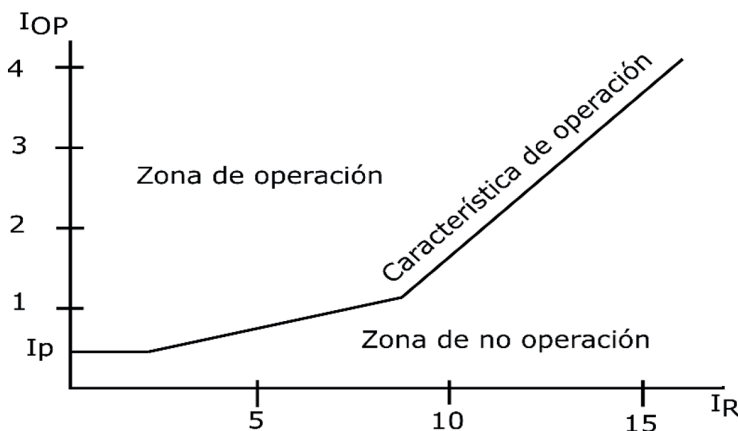


Fig.1 Pendiente característica del Relevador Diferencial.

La corriente de operación, I_{OP} , y la corriente de retención, I_R , son obtenidas mediante:¹

$$I_{OP} = |I_1 - I_2| \quad (1)$$

$$I_R = k(|I_1| + |I_2|) \quad (2)$$

Donde k es un factor de compensación que usualmente es ajustado entre 0.3 y 0.8.¹ El relevador generará una señal de disparo, si la corriente de operación,

I_{OP} , es igual o mayor a un porcentaje de la corriente de retención, I_R , de acuerdo a:

$$I_{OP} \geq SLP \cdot I_R + I_p \quad (3)$$

La región de operación está localizado por encima de la pendiente característica la cual está definida como una línea recta que tiene una pendiente igual a SLP y una línea recta horizontal la cual está definida como la corriente de operación mínima, I_p .¹⁶ Normalmente la característica de retención del relevador de porcentaje diferencial tiene un buen desempeño, sin embargo, el principal problema al que se enfrenta es el discriminar entre las corrientes de falla y corrientes diferencial de error falsas causadas por las corrientes *inrush*.

ANÁLISIS MODAL

El análisis modal se utiliza para la obtención de los eigenvalores a partir de la matriz de mediciones de corriente del transformador. Los eigenvalores son un factor determinante en el algoritmo para la identificación de las corrientes *inrush*. Algunas de las aplicaciones del análisis modal son determinar las frecuencias de resonancia o modos de oscilación, amortiguamiento y el patrón asociado con la perturbación del sistema o actividad relativa de las variables de estado cuando el sistema es perturbado.¹⁷

Considerando un sistema linear invariante en el tiempo descrito como:

$$\dot{x} = Ax \quad (4)$$

donde x es el vector de estado, A es la matriz de estado y \dot{x} es el vector derivada de las variables de estado. La solución a (4) con una condición inicial $x(0)=x_0$ será la repuesta de libre movimiento, donde las variables de estado pueden o no estar correlacionadas.¹⁸ Con el fin de expresar las eigen propiedades de A de manera compacta, es conveniente la introducción de las siguientes matrices:

$$A\Phi = \Phi\Lambda \quad (5)$$

$$\Psi\Phi = I \quad (6)$$

$$\Psi = \Phi^{-1} \quad (7)$$

donde Φ y Ψ son los eigenvectores derechos e izquierdos, respectivamente, y Λ es una matriz diagonal con los eigenvalores de A en la diagonal. Si A es diagonalizable y Φ es una matriz no singular tal que:

$$\Lambda = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \lambda_2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \lambda_n \end{bmatrix} \quad (8)$$

$$\Phi^{-1}A\Phi = \Lambda \quad (9)$$

donde Λ es una matriz diagonal, por lo tanto, si el sistema dado en (X) es multiplicado a la izquierda por Φ^{-1} :

$$\Phi^{-1}\dot{x} = \Phi^{-1}Ax \quad (10)$$

Como $\Phi^{-1} \Phi = I$, (X) puede ser escrita:

$$\Phi^{-1} \dot{x} = (\Phi^{-1} A \Phi) (\Phi^{-1} x) \quad (11)$$

Es definido un nuevo vector de estado y relacionado al vector de estado original:

$$u = \Phi^{-1} x \quad (12)$$

Reemplazando (9) y (12) en (11)

$$\dot{u} = \Lambda u \quad (13)$$

A partir de análisis antes mencionado, la solución de (4) para un estado inicial $x(0)=x_0$ esta dado por:

$$u_i(t) = u_i(0) e^{\lambda_i(t)}$$

donde $u_i(0)$ es el valor inicial de u_i y λ_i es la matriz de eigenvalores asociada a la matriz de estados A. Regresando la respuesta en términos del vector de estado original, la solución particular $x(0)=x_0$ de (4), cuando las variables no están relacionadas, es:

$$x(t) = \Phi_{i1} c_1 e^{\lambda_1(t)} + \Phi_{i2} c_2 e^{\lambda_2(t)} + \dots \Phi_{in} c_n e^{\lambda_n(t)} \quad (14)$$

donde λ_i representa los eigenvalores asociados al eigenvector derecho, Φ_i y c_i representan el producto escalar $\Psi_i x(0)$. La ecuación (14) satisface (4) representando la respuesta de libre movimiento del sistema en términos de eigenvalores y eigenvectores izquierdos y derechos.¹⁸ A partir de (5) es posible establecer el significado físico de los eigenvalores asociados con su correspondiente eigenvector. La matriz de estados A tiene un impacto en los eigenvectores izquierdos y derechos, incrementando o decrementando su magnitud pero con su correspondiente eigenvector sin cambiar su dirección. De esta manera, el eigenvalor mide la tasa de cambio de la magnitud de los eigenvectores. Por lo tanto, los eigenvalores determinan la velocidad del decremento o incremento de la respuesta del sistema. Por esta razón, en¹⁹ fue determinado que el eigenvalor de mayor magnitud proporciona la mayor cantidad de información acerca de la actividad de las variables de estado, caracterizando así, la forma de onda transitoria.

Caracterización de la forma de onda transitoria

A partir de la solución particular (14), la cual tiene dependencia de los eigenvalores y eigenvectores, el análisis modal puede ser utilizado para la identificación de la forma de onda de las señales. El análisis modal puede lograr esta identificación a través de la matriz de eigenvalores de la matriz de estados A. La magnitud del eigenvalor contiene la información acerca de la actividad de las variables de estados de A, resaltando los patrones característicos de una señal. Una aplicación de este método se muestra en la figura 2 donde se muestra la comparación entre una señal de falla con o sin componente aperiódica y el respectivo comportamiento del eigenvalor para cada señal. La componente aperiódica da como resultado una magnitud del eigenvalor menor, debido a que el valor máximo de desplazamiento de DC del pico de corriente es tomado del proceso de normalización.

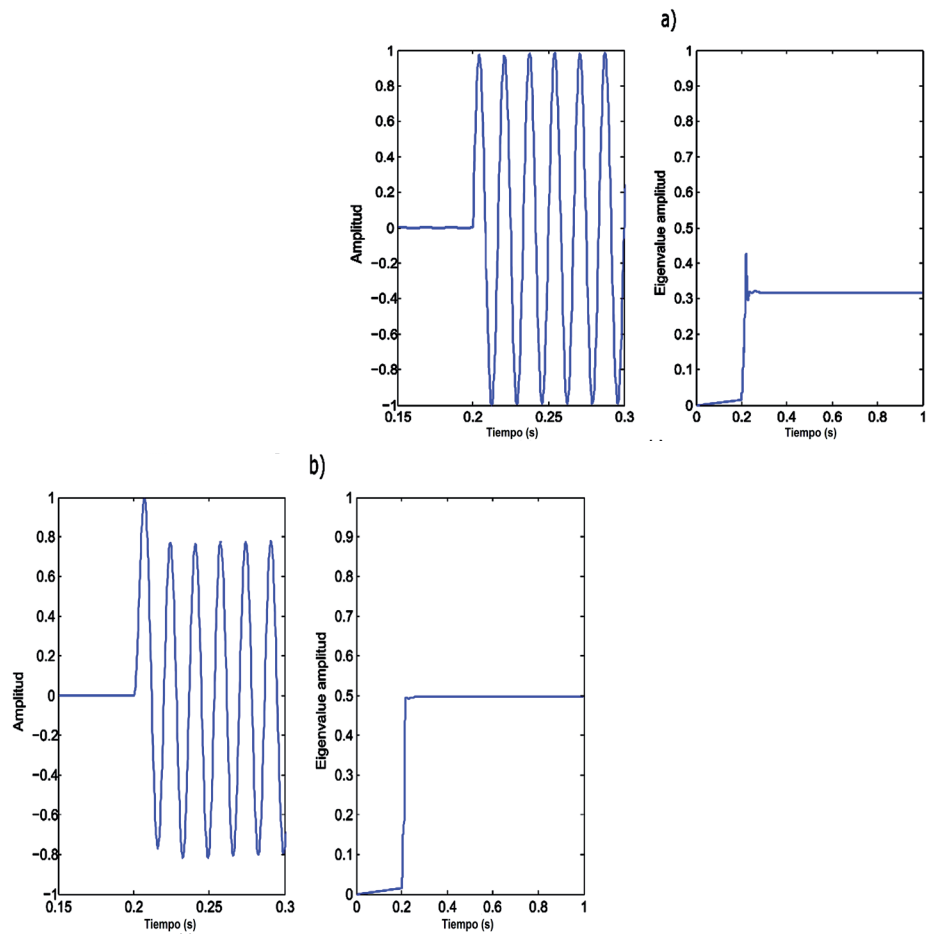


Fig. 2. Comportamiento del eigenvalor en a) una falla sinusoidal y b) una falla sinusoidal con componente aperiódica.

ALGORITMO PROPUESTO

Este algoritmo está basado en la magnitud del eigenvalor dominante proveniente de una matriz de covarianza construida a partir de las corrientes diferenciales de error incremental. Tiene la ventaja de no depender del contenido armónico de la señal, de los parámetros del transformador y la configuración de la red. La lógica del algoritmo propuesto para realizar la identificación de las corrientes *inrush* en un transformador de potencia en condiciones transitorias se muestra en la figura 3.

Para la formación de la matriz con la señales de entrada se utiliza una ventana deslizante, la cual con cada muestra adquirida, forma una nueva matriz de entrada para identificar la condición transitoria en el transformador. Con esta forma de adquisición de la señales de entrada, el algoritmo no depende de ningún criterio de arranque para su funcionamiento. Las corrientes diferenciales de error son obtenidas a partir de los secundarios de los TC's y están expresados por unidad (5 Ampers). Se aplica un filtro delta a estas señales de entrada con el objetivo de eliminar efectos de periodicidad que puedan existir en las señales y para resaltar cualquier cambio transitorio que se pueda presentar en la corriente diferencial de error.⁷

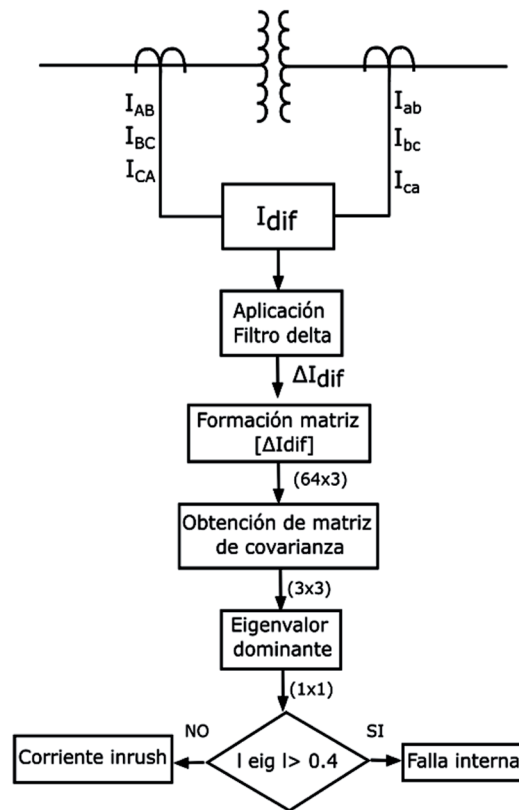


Fig. 3. Diagrama de flujo del algoritmo.

Posteriormente, utilizando las corrientes diferenciales incrementales de error se forma una matriz de 64×3 . Esta matriz es la matriz de entrada al algoritmo (matriz de estado).

Con la finalidad de aplicar el algoritmo en cualquier transformador, las corrientes diferenciales de error son normalizadas en un intervalo $[-1, +1]$. Todos los elementos de la matriz de entrada son normalizados por el máximo valor absoluto en cada ventana deslizante de muestreo.

De la matriz de entrada, se obtiene una matriz de covarianza de 3×3 . Esta matriz representa la variabilidad de las corrientes en el transformador. Finalmente, se aplica el análisis modal a matriz de covarianza para obtener la matriz de eigenvalores.

Se toma el eigenvalor dominante y a través de su magnitud, se lleva a cabo la identificación de las corrientes *inrush* en el transformador de potencia.

Para la identificación de las corrientes *inrush* en el transformador de potencia en condiciones transitorias fue necesario establecer un umbral de identificación. Este umbral fue establecido de una manera heurística en base de los resultados obtenidos de exhaustivas simulaciones. Por consiguiente, el valor seleccionado como umbral de identificación fue el de 0.5. Este criterio de operación se presenta en la tabla I y establece que para eventos como corrientes *inrush*, fallas externas y sobreexcitaciones, la magnitud del eigenvalor dominante no superara el valor de 0.5. Sin embargo, en condiciones de una falla interna, la magnitud del eigenvalor dominante será mayor que este valor.

Tabla I. Criterio de Operación del Algoritmo	
Evento	Magnitud eigenvalor dominante
Corriente Inrush Falla externa Sobreexcitación	[0, + 0.5]
Falla interna	[+0.5, ∞)

SISTEMA DE PRUEBA

El sistema de potencia trifásico utilizado como sistema de prueba está formado por un sistema de dos fuentes con generadores 115 kV, 60 Hz, 325 MVA y 13.8 kV, 60 Hz, 10 MVA, con un desplazamiento angular de 20° entre ellos, y un transformador 100 MVA, 115/13.8 kV, delta-estrella aterrizada (ver figura 4).

La saturación de los TC's puede ocasionar la incorrecta operación de la protección diferencial debido al incremento de la corriente diferencial de error.²⁰ Si los transformadores de corriente son seleccionados de acuerdo a la referencia,¹⁴ donde está propuesta la siguiente ecuación, se puede garantizar que los TC's estarán libres de saturación:

$$20 \geq \left| \frac{X}{R} + 1 \right| I_f Z_b \quad (15)$$

donde X, y R son los parámetros de Thevenin en el punto de falla, I_f es la máxima corriente de falla en por unidad de la relación del TC, y Z_b es el *burden* del TC en por unidad de burden nominal. Las relaciones de los TC calculados utilizando (15) debería ser 600:5 y 5000:5.

Sin embargo, con la finalidad de tomar en cuenta la saturación a la que están expuestos los transformadores de corriente, fueron seleccionadas relaciones de transformación inferiores para permitir la distorsión de las corrientes diferenciales de error. Los TC's utilizados fueron 500:5 y 4000:5. Por lo tanto, los TC's estarán bajo saturación en condiciones de fallas críticas.

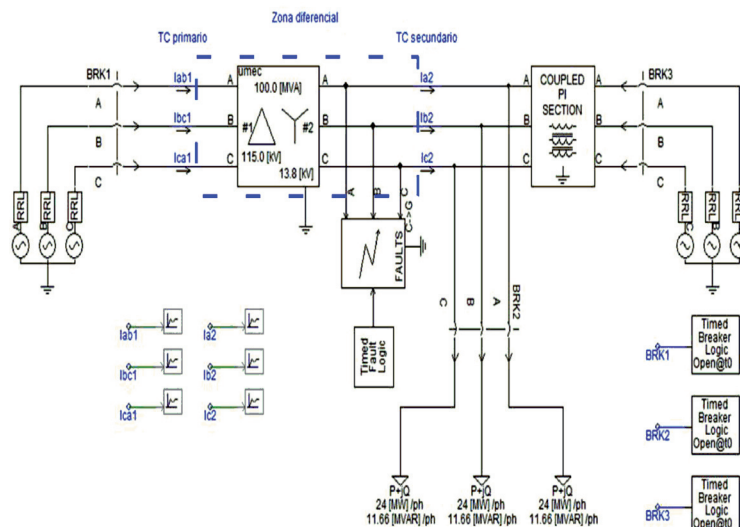


Fig. 4. Sistema de prueba.

RESULTADOS

El desempeño del algoritmo fue exhaustivamente evaluado para diferentes tipos de escenarios en el software de transitorios electromagnéticos PSCAD. Fueron llevados a cabo un total de 880 simulaciones considerando distintos casos (tabla II.) El Tiempo de Inserción de la Falla (TIF) fue incrementado en pasos de 1 ms en un ciclo de una señal de voltaje de 60 Hz. Se consideró una resistencia de falla (R_f) de 0.01 ohms. En todos los escenarios después de la obtención en

Tabla II. Escenarios de simulación considerados en la evaluación del funcionamiento del algoritmo		
Disturbio		Número de casos
Energización en vacío y con carga	Sin falla	16
	Sin falla	16
Falla* **	A-G	32
	B-G	32
	C-G	32
	AB-G	32
	BC-G	32
	CA-G	32
	ABC	32
	AB	32
	BC	32
	CA	32
Energización con carga y falla* **	Sin falla	32
	A-G	32
	B-G	32
	C-G	32
	AB-G	32
	BC-G	32
	CA-G	32
	ABC	32
	AB	32
	BC	32
	CA	32
Modificación de la topología de la red (carga, capacidad del transformador, constante X/R)		48
Modificación de la curva de saturación		16
Cargas no lineales		16
Sobreexcitación		16
Variación de frecuencia del sistema		16
Flujo residual		16
Apertura de una fase del lado Delta del transformador		48
Total		880

* Falla simulada dentro de la zona de protección diferencial

** Falla simulada fuera de la zona de protección diferencial

PSCAD de las corrientes secundarias usando una frecuencia de muestreo de 3.84 kHz, se utilizó MATLAB para la implementación del algoritmo.

Para cada escenario se proporciona la siguiente información: (a) corriente del lado de alto voltaje medida en el secundario del TC, (b) corriente del lado de bajo voltaje medida en el secundario del TC, (c) corrientes diferenciales incrementales de error (salida del filtro delta), y (d) el comportamiento del eigenvalor dominante (línea horizontal en 0.5 que representa el umbral de identificación). Además, en todos los casos también fue implementada por cada fase la protección diferencial tradicional (87T) con doble pendiente como método de comparación. Los valores de las pendientes utilizadas fueron 0.3 y 0.6. Todos los resultados muestran que fue realizada una correcta identificación de las corrientes *inrush* y las corrientes de falla. Con un círculo negro en la gráfica se indica la saturación de los transformadores de corriente. A continuación se presentan tres de los 880 escenarios simulados, los cuales son los más representativos del desempeño del algoritmo simulado

ENERGIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR

En este escenario se evaluó la energización de un transformador con una carga conectada en el secundario del transformador. La curva de saturación utilizada en el transformador de potencia es la que se muestra en la figura 5.

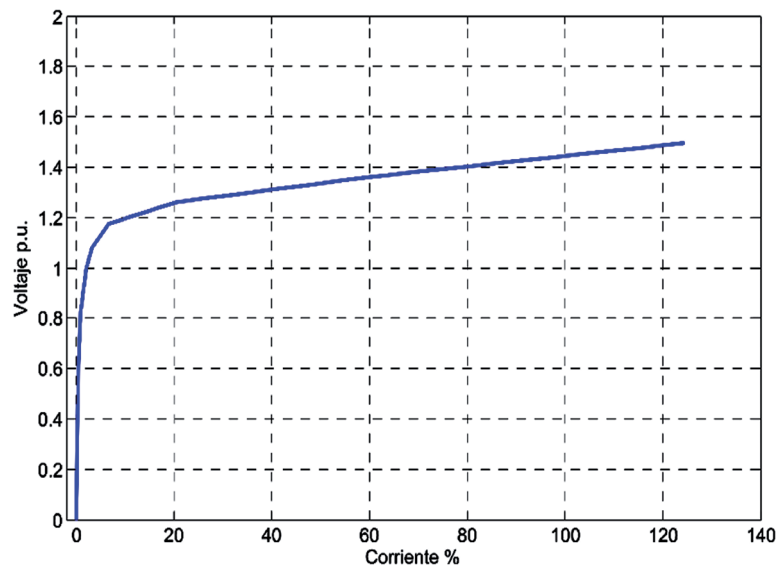


Fig. 5. Curva de saturación utilizada en el transformador de potencia.

La cual se encuentra en el modelo de transformador de PSCAD.²¹ Esta curva de saturación fue utilizada en todos los escenarios que fueron evaluados, con excepción, del caso cuando se modifica la curva de saturación, lo cual es necesario para modificar la magnitud de la corriente *inrush*. En la figura 6 se muestra el desempeño de la protección diferencial tradicional.

Con un círculo en color negro se indica que en la fase A ocurre una incorrecta operación cuando el transformador es energizado. Por otro lado, en la figura 7d) se muestra el desempeño del algoritmo propuesto, que identifica correctamente

a la corriente *inrush* debido a que la magnitud del eigenvalor dominante no supera el umbral para fallas internas.

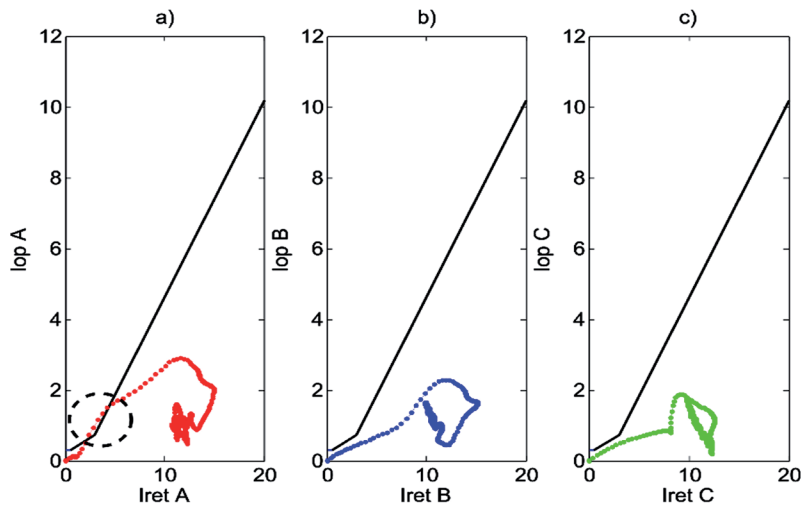


Fig. 6. Respuesta de la protección 87T en una energización.

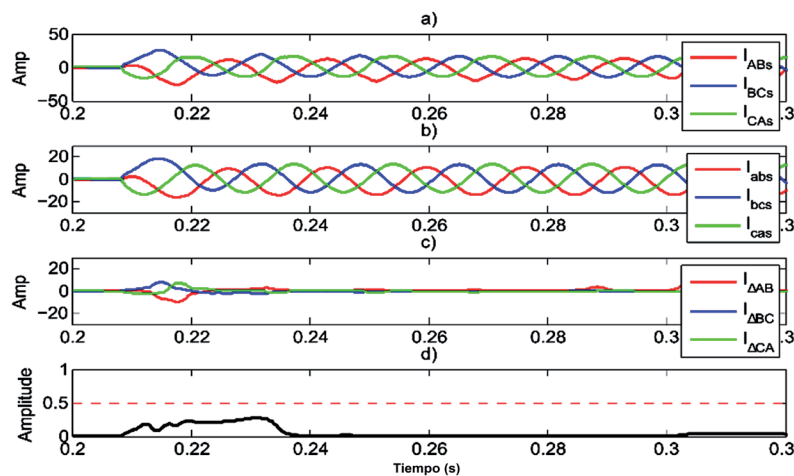


Fig. 7. Respuesta del algoritmo propuesto en una energización.

ENERGIZACIÓN CON FALLA BIFÁSICA DENTRO DE LA ZONA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL

Una de las principales características a evaluar en el algoritmo es que este debe ser capaz de identificar corrientes *inrush* ante otras condiciones que se pueden presentar como son las fallas dentro de la zona de protección diferencial. En el siguiente escenario se presentan dos eventos en el transformador de potencia: una energización y una falla bifásica A-B dentro de la zona de protección diferencial en el lado primario del transformador de potencia en 0.2 y 0.5 segundos respectivamente, esto con el objetivo de evaluar el desempeño del algoritmo durante un cambio de escenario, y emitir una señal de operación a partir de una condición de bloqueo. En la figura 8 se muestra que la protección diferencial tradicional identifica de manera correcta cuando se presenta la falla dentro de la zona de protección diferencial ya que la corriente de operación supera la pendiente en las fases A y B. Por otra parte, en la figura 9d) se muestra

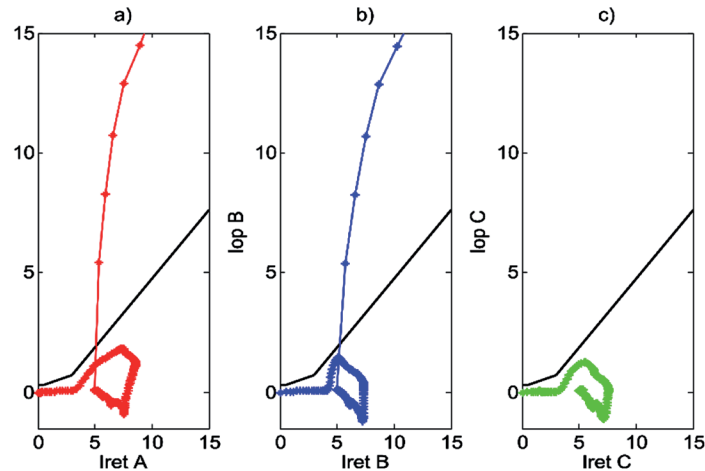


Fig. 8. Respuesta de la protección 87T durante una energización y una falla bifásica interna A-B.

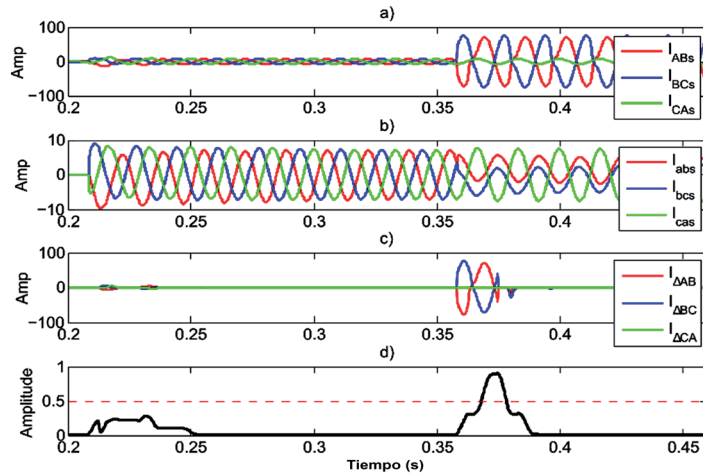


Fig. 9. Respuesta del algoritmo propuesto durante una energización y una falla bifásica interna A-B.

la respuesta del algoritmo, el cual determina que el primer evento es una corriente *inrush* debido a que la magnitud del eigenvalor no superó el umbral establecido. Sin embargo, cuando se presenta la falla dentro de la zona de protección diferencial, la magnitud del eigenvalor llega hasta un valor de 0.91 y el algoritmo determina que el evento es una condición de falla.

ENERGIZACIÓN CON FALLA TRIFÁSICA FUERA DE LA ZONA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL

Las fallas externas a la zona de protección diferencial pueden causar la saturación de los transformadores de corriente utilizados en el esquema diferencial. Esta saturación en los TCs ocasiona distorsión en las formas de onda de las señales reproducidas ocasionado un incremento en las corrientes diferenciales de error, que pueden ocasionar la incorrecta operación de la protección diferencial. A partir de esta condición, fueron evaluados el esquema de protección diferencial tradicional y el algoritmo propuesto cuando ocurre una

falla trifásica fuera de la zona de protección diferencial en el lado de baja tensión después de la energización del transformador en 0.20833 y 0.30833 segundos, respectivamente. En la figura 10 se muestra la respuesta del esquema tradicional cuando el transformador es energizado; un círculo negro indica que la corriente diferencial de la fase B cruza la pendiente característica y ocasiona la incorrecta operación de la protección. Por otro lado, en la figura 11 se muestra que debido a que el algoritmo no está basado en la magnitud de la corriente diferencial de error, determina que ambos eventos no son condiciones de falla, aun cuando los TCs se encuentren bajo saturación, lo cual indica que la protección diferencial no debe operar.

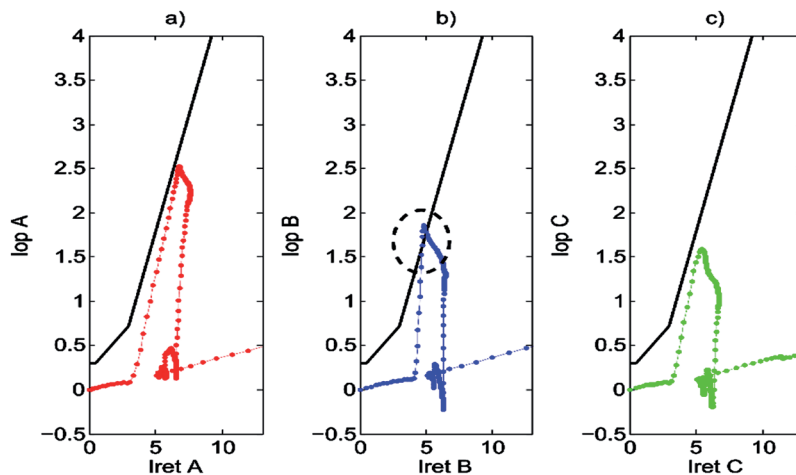


Fig. 10. Respuesta de la protección 87T durante una energización y una falla trifásica externa.

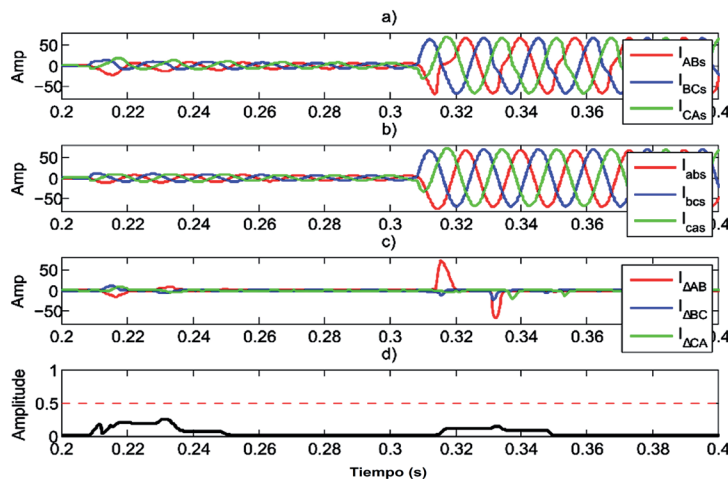


Fig. 11. Respuesta del algoritmo propuesto durante una energización y una falla trifásica externa.

CONCLUSIONES

El objetivo de probar el desempeño del algoritmo es demostrar que este puede identificar correctamente corrientes *inrush* en condiciones transitorias en diferentes escenarios que modifican la magnitud, duración y forma de onda de

la corriente del transformador. Los escenarios presentados comprenden desde energizaciones en diferentes instantes de tiempo hasta la sobreexcitación del transformador.

En todos los escenarios presentados el algoritmo identificó correctamente los eventos correspondientes a corrientes *inrush*, permitiendo el bloqueo de la operación de la protección diferencial.

Por otro lado cuando ocurre una falla interna o dentro de la zona de protección diferencial del transformador, y el umbral de 0.5 del algoritmo fue superado, se permitió la operación de la protección diferencial. En contraste con otros métodos ya antes mencionados, algoritmo propuesto no tiene dependencia de la magnitud de la corriente *inrush*, de los parámetros del transformador ni del contenido armónico de la señal. En todos los escenarios, las corrientes *inrush* fueron identificadas correctamente por el algoritmo con lo cual se comprueba que este algoritmo puede ser utilizado como base para inhibir a la protección diferencial en condiciones transitorias.

REFERENCIAS

1. Ziegler G. *Numerical Differential Protection: Principiles and Applications*, Erlangen, Germany: Publicis Pub, 2012.
2. Wagh S., Kumar S., Sreeram V. "Extraction of DC component and harmonic analysis for protection of power transformer", IEEE 8th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), pp. 32-37, 2013.
3. Kasztenny S. B., Fischer N., Xia Y. "Low second-harmonic content in transformer inrush currents-Analysis and practical solutions for protection security", 67th Annual Conference for Protective Relay Engineers, pp. 705-722, 2014.
4. Xiangning L., Jing M., Qing T., Hanli W. "Electromagnetic Transient Analysis and Novell Protective Relaying Techniques for Power Transformers.", Singapore: Wiley-IEEE Press, 2015.
5. Ma J., Wang Z., Yang Q., Liu Y. "A two terminal networked-based method for discrimination between internal faults and inrush currents.", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, n° 3, pp. 1599-1605, 2010.
6. Yabe K. "Power differential method for discrimination between fault and magnetizing inrush current in transformers", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 12, n° 3, pp. 1109-1118, 1997.
7. Vazquez E., Mijares I. I., Chacon O. L., Conde A. "Transformer differential protection using principal component analysis", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, n° 1, pp. 67-72, 2008.
8. Alencar R., Bezerra U., Ferreira M. "A method to identify inrush currents in power transformers protection based on the differential current gradient", Electric Power Systems Research, vol. 111, pp. 78-84, 2014.
9. Eldin A. H., Refaey M. "A novel algorithm for discrimination between inrush current and internal faults in power transformer differential protection based on discrete wavelet transform", Electric Power Systems Research, vol. 81, n° 1, pp. 19-24, 2011.

10. Wu Q. H., Lu Z., Ji T. "*Protective Relaying of Power Systems using Mathematical Morphology*", London: Springer, 2009.
11. Shi D. Y., Buse J., Wu Q. H., Jiang L., Xue Y. S. "*Fast identification of power transformer magnetizing inrush currents based on mathematical morphology and ANN*", Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-6, 2011.
12. Tripathy M., Maheshwari R. P., Verma H. K. "*Power transformer differential protection based on optimal probabilistic neural network*", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, n° 1, pp. 102-115, 2010.
13. Haris M., Salik M. A., Safdar A., Rashid U. "*Improved fuzzy logics based differential protection scheme*", 2013 IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO)", pp. 261-266, 2013.
14. IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers, IEEE Std C37.91-2000 , pp. 1-85, 2000.
15. Horowitz S. H., Phadke A. G., Niemira J. K., *Power System Relaying*, Wiley, 2000.
16. Guzman A., Zocholl S., Benmouyal G., Altuve H. J. "*Performance analysis of traditional and improved transformer differential protective relays*", 36th Annual Minnesota Power Systems Conference, pp. 1-34, 2000.
17. Calderon J. "*Análisis modal de oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos de potencia*", Ingeniería, investigación y tecnología , vol. 9, n° 4, pp. 313-317, 2008.
18. Kundur P. *Power System Stability and Control*, New York: Mc Graw Hill, 1994.
19. Nussbaum A., Applied Group of Theory for Chemists, Physicists and Engineers, Englewood Cliffs: McGraw-Hill, 1971.
20. Zocholl S. E. "*Analyzing and Applying Current Transformers*", Pullman, WA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2004.
21. PSCAD, Manitoba HVDC Research Centre, Winnipeg, 2005.

